

*На правах рукописи*

НИКИШИН КОНСТАНТИН АЛЕКСАНДРОВИЧ

**МОДЕЛИРОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ СТРАТЕГИИ ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ  
КОМПАНИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РЕЗЕРВОВ В УСЛОВИЯХ  
РАЗВИТИЯ РЫНОЧНЫХ ОТНОШЕНИЙ**

Специальность 05.14.02

«Электрические станции и электроэнергетические системы»

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой  
степени кандидата технических наук

Екатеринбург – 2010

Работа выполнена на кафедре «Автоматизированные электрические системы»  
ГОУ ВПО «Уральский государственный технический университет – УПИ  
имени первого Президента России Б.Н.Ельцина»

Научный руководитель:	доктор технических наук, доцент <b>Ерохин Петр Михайлович</b>
Научный консультант:	кандидат технических наук <b>Шубин Николай Генрихович</b>
Официальные оппоненты:	доктор технических наук, профессор <b>Чукреев Юрий Яковлевич</b> (г. Сыктывкар)
	кандидат технических наук, доцент <b>Давыдов Виктор Васильевич</b> (г. Улан-Удэ)
Ведущая организация:	ОАО «Энел ОГК-5» (г. Москва)

Защита состоится 23.06.2010 г. в 14 часов 00 минут на заседании диссертационного совета Д212.285.03 при ГОУ ВПО «Уральский государственный технический университет – УПИ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина», г. Екатеринбург, ул. Мира, 19, ауд. Э-406.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью организации, просим направлять на имя ученого секретаря диссертационного совета Д212.285.03 по адресу: ул. Мира, 19, УГТУ-УПИ, 620002, г. Екатеринбург, (факс (343) 359-16-15, knikishin@mail.ru).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке УГТУ-УПИ.

Автореферат разослан 21.05.2010 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета Д212.285.03

Зюзов А.М.

## Общая характеристика работы

**Актуальность темы.** Проведение реформ в электроэнергетике требует изменений в методах управления функционированием и развитием электроэнергетической системы как большой единой технической системой.

Развитие рыночных взаимоотношений предполагает создание конкуренции между участниками, в результате чего поставщики и покупатели будут бороться между собой за возможность продавать и покупать электроэнергию и системные услуги. Это позволит оператору системы планировать деятельность по управлению системой и обеспечению её надежности, опираясь на экономическое стимулирование, а не на административный ресурс. В целях развития ЕЭС, повышения инвестиционной привлекательности отрасли, всем участникам рынка необходимо получать ясные рыночные сигналы. Процесс стратегического планирования должен опираться на прозрачные алгоритмы. Всем участникам процесса производства, транспорта, распределения и потребления электрической энергии необходимо иметь четкое представление о механизмах принятия тех или иных решений. Это требует пересмотра существующих технологий планирования работы ЕЭС, так как появляются новые задачи и изменяются требования к уже имеющимся.

Известно, что надёжное функционирование ЭЭС невозможно без резервов генерирующих мощностей. В настоящее время при выборе поставщиков резерва Системный оператор ЕЭС опирается на эмпирические значения количества необходимого резерва и проходит многоступенчатую процедуру, состоящую из предварительного выбора состава включенного оборудования, предоставляющего необходимый резерв по прогнозу на недельном интервале, рынка на сутки вперед, уточняющего потребление и производство и, по остаточному принципу, определяющему поставщиков резерва, и, собственно, саму процедуру задействования резерва по очевидным техническим причинам, но неочевидной экономической эффективности. В этот момент возникает конфликт интересов Системного оператора и участника рынка: последний считает компенсацию за произведенное регулирование неэффективной. При использовании такого подхода не гарантируется оптимальность получаемого решения и максимум функции общественного благосостояния.

В рыночных условиях при одновременном решении задач обеспечения надежности и увеличения экономической эффективности функционирования ЕЭС необходимо учитывать условия увеличения конкуренции, такие как прозрачность и оптимальность принятия решений, влияющие на доходы и расходы участников. Таким образом становится актуальной разработка нового алгоритма одновременного конкурентного отбора поставщиков энергии и поставщиков системных услуг.

В настоящей работе предложена модель одновременной оптимизации рынков энергии и резервов и механизм формирования резерва, базирующийся на данной модели. На основе предложенной модели в работе рассматривается вопрос поиска оптимального уровня участия генерирующей компании в различных видах рынка, определения уровня ценовых заявок на аукционы и цен в двусторонних договорах поставки электрической энергии и резервов.

Развитие ЭЭС производится на основе долгосрочных планов и стратегий. В качестве одного из механизмов их формирования предложено использование системы двусторонних договоров, поскольку данный вид договорных отношений оказывает непосредственное влияние на процедуры долгосрочного планирования. При наличии двусторонних договоров Системный оператор может более точно и мотивированно принимать решения об отклонении или удовлетворении заявок на ремонты и

отключения, планировать электрические и энергетические режимы, учитывать иные аспекты работы энергетического комплекса. В работе исследуется исполнение двусторонних договоров. В существующей в нашей стране модели рынка для обеспечения их исполнения поставщик и потребитель вынуждены подавать ценопринимающие заявки в рынок «на сутки вперед». Такой механизм приводит к дискриминации некоторых поставщиков, которые вынуждены одну, а то и все ступени своей ценовой заявки на РСВ тратить на гарантирование исполнения двусторонних договоров. Кроме того, объем двустороннего договора никак не учитывает его исполнимость в данных условиях топологии на конкретный час суток. Отсюда следует, что необходима разработка метода и алгоритма хеджирования рисков участников долгосрочного рынка двусторонних договоров, возникающих при их исполнении.

Все вышесказанное определяет **актуальность** решения проблемы моделирования комплексной стратегии участия генерирующей компании в обеспечении системной надежности в условиях развития рыночных отношений.

**Цель работы:** разработка математической модели комплексной стратегии саморегулирования генерирующей компании для обеспечения достаточного резервирования в условиях развития рыночных отношений при ограниченном количестве участников.

При реализации поставленной цели были сформулированы и решены следующие **задачи:**

1. Предложена модель обеспечения стабильности в долгосрочной системе планирования энергетического баланса с использованием механизма заключения долгосрочных двусторонних договоров, выявлены риски данного механизма, разработаны способы их хеджирования.
2. Рассмотрен механизм определения поставщиков необходимого резерва мощности посредством процедуры одновременной оптимизации рынка на сутки вперед и рынка резервов.

#### **Научная новизна.**

В ходе работы получены следующие новые результаты:

1. Произведен анализ новых рыночных условий и механизмов, влияющих на организацию управления электроэнергетической системой как большой технической системой.
2. Разработана комплексная модель процессов участия генерирующей компании в обеспечении системной надежности и операционной устойчивости посредством участия в различных этапах и видах рынков.
3. Предложены способы и алгоритм обеспечения саморегулирования генерирующих компаний в вопросах предоставления необходимого резерва генерирующих мощностей как альтернатива применению административного воздействия.
4. Представлены и учтены в модели финансовые инструменты, существенным образом влияющие на принимаемые решения в части обеспечения системной надежности.

**Практическая ценность.** Практическая полезность работы состоит в предложении принципиально нового механизма повышения операционной надежности электроэнергетической системы за счет внедрения саморегулирования на рынке дополнительных системных услуг, обеспечивающего достаточную мотивацию участникам рынка для предоставления необходимого уровня резервирования Системному оператору ЕЭС.

**Достоверность результатов работы.** Обоснованность и достоверность научных положений, теоретических выводов, результатов и рекомендаций подтверждается расчетными экспериментами.

**Апробация работы.** Полученные результаты исследования и основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих семинарах и конференциях:

- Пятая научно-практическая конференция с международным участием «Функционирование и развитие рынков электроэнергии, тепловой энергии и газа», Киев, Украина, 2007 г.;
- Пятая международная научно-практическая конференция «Хортица – 2007», Запорожье, Украина, 2007 г.;
- Международная научно-практическая конференция «Энергетические рынки: Информационные технологии и системы измерений-2008», Феодосия, Украина, 2008 г.;
- Шестая научно-практическая конференция с международным участием «Функционирование и развитие рынков электроэнергии, тепловой энергии и газа», Киев, Украина, 2008 г.;
- 2008 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Cambridge, United Kingdom, 2008 г.

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 10 работ, в том числе 1 работа [10] в реферируемых изданиях ВАК.

**Структура и объем работы.** Работа состоит из введения, пяти глав, заключения и одного приложения. Объем работы составляет 134 страницы основного текста, 26 рисунков, 14 таблиц и список литературы из 70 наименований.

## **Основное содержание работы**

**Во введении** изложена общая характеристика диссертационной работы: показана её актуальность, сформулирована цель работы, отражена научная новизна и практическая ценность, описана структура работы.

**В первой главе** представлен аналитический обзор исторического развития рыночных отношений в электроэнергетической отрасли в контексте обеспечения необходимого уровня резервирования.

Одной из декларируемых целей реструктуризации электроэнергетики является привлечение участников рынка к активной работе в отрасли и планированию ее развития. Основными ожиданиями при этом становятся: увеличение эффективности управления, оптимизация затратной части и снижение цен для конечного потребителя без ущерба надежности самого процесса энергоснабжения. Идеал подразумевает, что процесс реструктуризации подтолкнет развитие новых технологий, которые заменят старые и неэффективные технологии и при этом позволят инвесторам окупить вложения и получить прибыль.

В ходе реализации задуманного традиционные взаимоотношения потребителя и поставщика претерпели существенные изменения. Теперь потребитель оказался вправе выбирать того поставщика на рынке, который предлагает более выгодные условия для обеспечения потребностей потребителя. Генерирующие компании стимулируются к выходу на рынок и увеличению конкуренции. В некоторых особых случаях крупные генерирующие компании были законодательно разделены между разными

собственниками для усиления конкуренции. Более того, все участники рынка получили открытый доступ к системе передачи электрической энергии, что позволяет заключать договоры на поставку энергии из одной точки в другую, опираясь только на абсолютные физические законы и величину пропускной способности линий электропередачи.

Произведенные структурные изменения полностью преобразили отрасль. Генерирующие компании и энергоснабжающие организации стали полноценными участниками рынка, стремящимися продать и купить электрическую энергию. Более того, привлеченные возможностями для ведения бизнеса, появились нетехнологические участники рынка, такие как трейдеры, которые покупают и продают электроэнергию. Единственное, что отличало рынок энергии от рынка любого другого товара – способы моделирования.

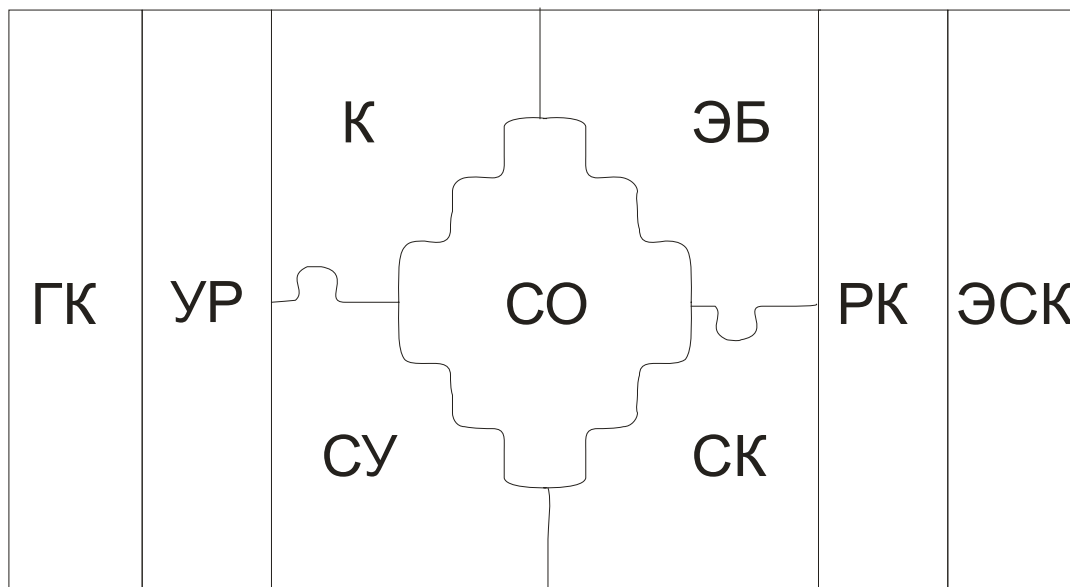


Рис. 1. Компоненты структуры энергетического рынка

Рис. 1 показывает схематическое представление реструктуризированной энергетики:

- со стороны генерации: генерирующие компании (ГК) и нетехнологические участники рынка (УР);
- со стороны потребления: энергоснабжающие (ЭСК) и распределительные (РК) компании;
- транзитный и координационный сектор: энергетическая биржа (ЭБ), сетевая компания (СК), системный оператор (СО), поставщики системных услуг (СУ) и координатор графиков работы (К).

Одним из существенных компонентов дизайна энергетического рынка является модель ценообразования, определяющая тарифы на энергию и различные системные услуги. Ценообразование играет центральную роль в рынке, поскольку посылает сигналы, существенным образом влияющие на все решения. Для удовлетворения всех требований правильно разработанный механизм ценообразования должен адресовать участникам рынка все проблемы, как краткосрочные, так и долгосрочные.

В общем случае, все ценовые схемы, применяемые на энергетическом рынке, можно разделить на два подхода. Первый подход – теория маржинального ценообразования, согласно которой стоимость энергии в узле равна стоимости последнего поставленного в узел мегаватт-часа энергии. Данная теория – одна из немногих теорий ценообразования, рекомендуемых для регулируемых естественных монополий. Второй подход называется «оплата по заявке». В данной теории ценообразования каждый участник получает

столько, сколько он заявил в своей ценовой заявке. Размер выплаты участнику рынка не зависит от заявок его конкурентов.

Кроме двух базовых систем ценообразования выделяют две идеальные модели рынка. В идеальной модели пула участники рынка обязаны покупать и продавать энергию через централизованную систему, управляемую системным оператором или оператором рынка. Прямой связи между поставщиками и потребителями не существует, соответственно, не существует и возможности заключения двусторонних соглашений о поставке. Для получения цены применяется метод маржинальных узловых цен. В отличие от принудительного пула идеальная модель рынка двусторонних договоров основывается исключительно на наборе физических и финансовых контрактов полностью обеспечивающих все потребности производителей и потребителей. Работа рынка обуславливается набором сбалансированных двусторонних договоров. Независимый системный оператор отвечает за работоспособность системы, но управляет только уже заключенными договорами. Более того, системный оператор и сам становится частью системы двусторонних договоров, поскольку ему необходимо обеспечивать дополнительные системные услуги.

**Во второй главе** приведено описание физического рынка энергии и операционных резервов с точки зрения объединенного субъекта управления, отвечающего одновременно за работу всей системы и рынка в частности.

Физический рынок характерен тем, что в нем производится одновременная оптимизация энергии и оперативного резерва. Энергию на рынок генерирующая компания может поставлять в нескольких вариантах. Базовая часть потребления покрывается за счет долгосрочных двусторонних договоров. Основная потребность в электрической энергии обеспечивается за счет рынка на сутки вперед. Неточности прогнозирования балансируют за счет участия производителей и потребителей в балансирующем рынке. Аварийные мгновенные отклонения компенсируются за счет предоставления резервов. В каждом из этапов покрытия спроса участвуют генерирующие компании, производящие энергию на одном и том же оборудовании. Все контракты на поставку того или иного вида энергии обслуживаются системным оператором. Кроме того, системный оператор обеспечивает надежность функционирования системы и ее наибольшую эффективность по заданному в данной системе параметру. Чаще всего это достигается за счет оптимального предварительного диспетчирования и предоставления необходимого количества резервов. Среднестатистические сведения в мировой практике выделяют три вида резервов: десятиминутный синхронизированный (10С), десятиминутный несинхронизированный (10Н) и тридцатиминутный несинхронизированный (30Н). Предоставлять 10С могут только авторизованные диспетчируемые генераторы. 10Н и 30Н могут предоставлять как генерирующие компании, так и потребители, а также другие участники рынка, имеющие присоединение к сети и техническую возможность.

Экономический эффект рынка определяется как разница между кривой спроса, определяемой заявками потребителей, и кривой предложения, определяемой заявками генерирующих компаний, с учетом затрат на обеспечение резервов и штрафов, ассоциированных с неисполнением или неполным исполнением обязательств:

$$\begin{aligned} \text{Экономический эффект} = & \\ = & \sum_j \rho_{D,j} \times P_{D,j} \times PF_{D,j} - \sum_i \rho_{S,i} \times P_{S,i} \times PF_{S,i} - \sum_{k,c} \rho_{k,c}^{OR} \times P_{k,c}^{OR} - \text{ШФ} - \text{ПЗ}, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $P_{D,j}$  и  $P_{S,i}$  – заявки потребителей и производителей, соответственно;  $\rho_{D,j}$  и  $\rho_{S,i}$  – цены, ассоциированные с  $P_{D,j}$  и  $P_{S,i}$ ;  $PF_{D,j}$  и  $PF_{S,i}$  – предопределенные коэффициенты штрафа за недоотпуск, связанные с заявками на потребление или генерацию;  $P_{k,c}^{OR}$  – заявка на предоставление резерва в блоке  $c$  с ценой  $\rho_{k,c}^{OR}$ ; ШФ – определяют коэффициенты увеличения стоимости при нарушении соответствующего условия; ПЗ – функция, связанная с выбором участвующих пограничных заявок, имеющих одинаковую цену.

Алгоритм расчета рынка определяет наилучший компромисс между продажей энергии и предоставлением резервов с учетом всех представленных системных и режимных ограничений.

Любой рынок подразумевает производство расчетов между его участниками. Для этого введена процедура клиринга, представленная на рис.2.

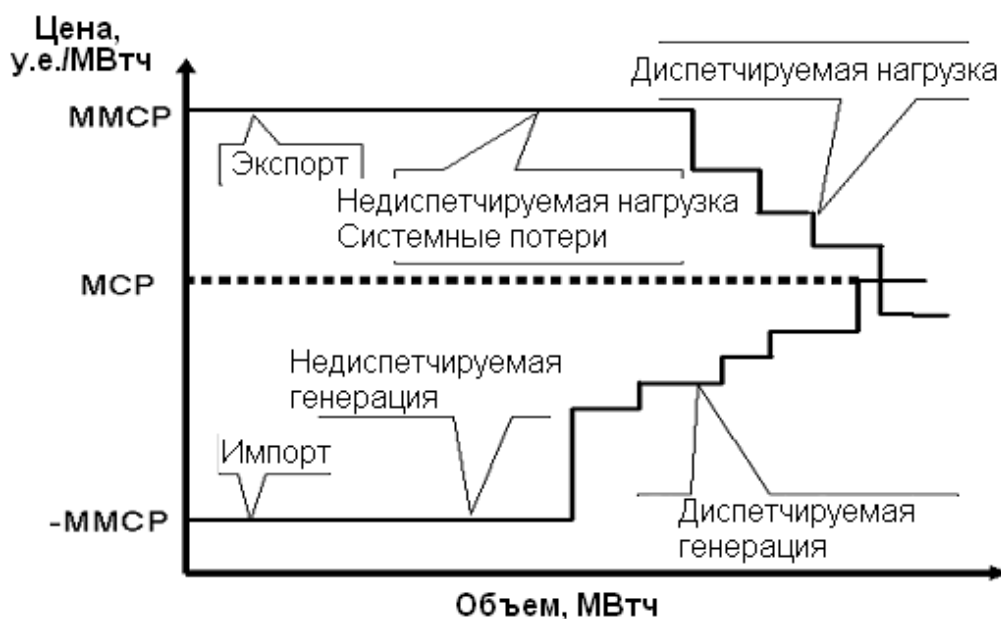


Рис. 2. Клиринговая процедура

Дополнительные системные услуги являются жизненной необходимостью для нормальной работы системы. Системные услуги могут либо предоставляться с физического рынка, либо через механизмы гарантирующих поставщиков. Глобально необходимо пять видов дополнительных системных услуг (в дополнение к трем видам резервов, рассмотренных ранее):

- Регулирование и автоматическое управление генерацией: системный оператор заключает договоры с авторизованными генерирующими компаниями на предоставление услуги по регулированию и поставки оборудования под автоматическое управление.
- Регулирование реактивной мощности и поддержание уровня напряжения: услуга по генерации (потреблению) недостатка (избытка) реактивной мощности покупается системным оператором для поддержания уровня напряжения в системе. Основными поставщиками услуги являются генерирующие компании.
- Услуга по запуску с нуля: данная услуга покупается у производителей, которые могут запускаться без использования системы на случай необходимости восстановления системы после глобальной аварии. Потенциальные поставщики должны удовлетворять достаточно специфическим требованиям системного оператора.



- Управляемая нагрузка: данный вид услуги приобретается системным оператором у потребителя, который может по команде диспетчера уменьшить или увеличить потребление в случае необходимости.
- Ресурсы, необходимые для поддержания работоспособности: данная услуга закупается для обеспечения надежного энергоснабжения в случае необходимости его предоставления и невозможности по системе обеспечить такое снабжение.

**В третьей главе** вводятся понятия пропускной способности как необходимого элемента при выборе стратегического поведения в рынке. Кроме того, вводится аппарат оптимизации, без которого также невозможно себе представить адекватное определение набора действий компании, желающей получить наибольшую эффективность в заданных условиях.

Доступная пропускная способность (ДПС) – доля пропускной способности сети, оставленная для дальнейшего коммерческого использования после выделения уже использованного объема. Математически она выглядит так:

$$\text{ДПС} = \text{МДП} - \text{МЗН} - \text{ТЗ}, \quad (2)$$

где МДП – максимально допустимый переток линии (сечения) с учетом (в случае использования) критерия  $N - 1$ ; МЗН – маржинальный запас надежности, т.е. величина запаса пропускной способности, предназначенная для учета неучтенных возмущений (например,  $5\%TTC$ ); ТЗ – текущая загрузка.

Параметр ТЗ может включать в себя еще и маржинальный резерв распределительной компании, предназначенный для обеспечения доставки энергии из других сетей для гарантии надежности энергоснабжения.

Величина максимально допустимого перетока определяется как:

$$\text{МДП} = \min\{P_{lim}^{\max}, P_{Vlim}^{\max}, P_{Slim}^{\max}\}, \quad (3)$$

где  $I_{lim}$ ,  $V_{lim}$ ,  $S_{lim}$  – пределы по термической (токовой), амплитудной (по напряжению) и статической устойчивости, соответственно.

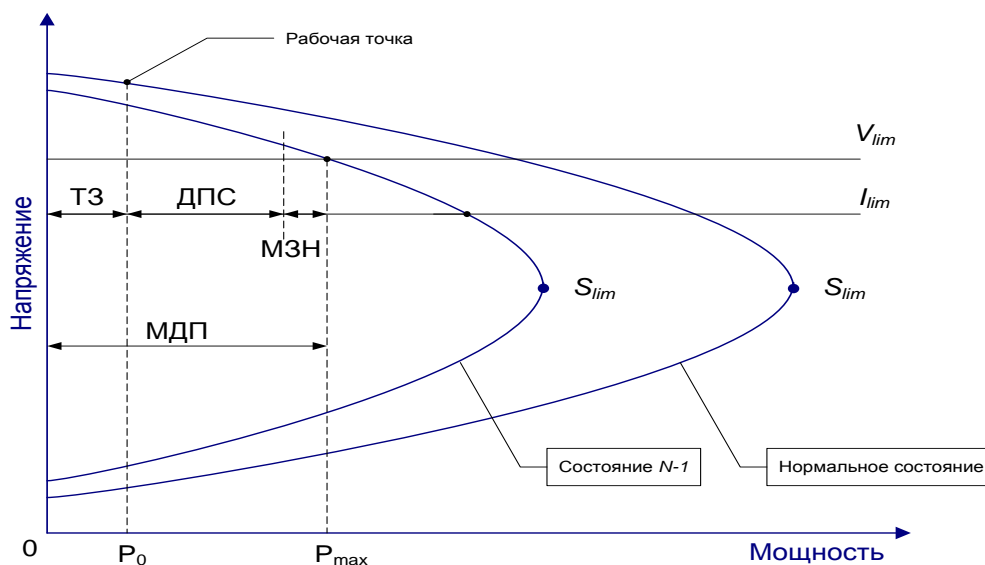


Рис. 3. Оценка доступной пропускной способности при доминирующем ограничении по напряжению

В данной работе автор не ставил задачу разработки собственного программного обеспечения для поиска математического решения оптимизационной задачи. Было

проведено исследование рынка программных продуктов, называемых *солверами*, среди которых выбран продукт *UWM* (Университет Висконсина в Мэдисоне) *PATH*, предназначенный для решения оптимизационных задач, составленных в форме задач о дополняющей нежесткости, основанных на теореме Куна-Такера. Равновесная модель задается в терминах задачи о дополняющей нежесткости в среде *GAMS*. Солвер *PATH* – численный алгоритм, основанный на методе Ньютона, для решения смешанных задач о дополняющей нежесткости. Он использует технологию создания кусочно-линейного пути следования от текущего значения в точку решения по методу Ньютона.

В общем случае задача определения оптимального потокораспределения является задачей нелинейного программирования, используемой для нахождения «оптимального» набора параметров минимизации целевой функции с учетом необходимых ограничений. Задача оптимального потокораспределения в общем виде может быть представлена следующим образом:

$$\min_x f(x) \quad (4)$$

$$\text{при} \quad g(x) = 0, \quad (5)$$

$$\underline{H} \leq h(x) \leq \bar{H}, \quad (6)$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x}, \quad (7)$$

где  $f(x): \mathbb{R}^{n_x} \rightarrow \mathbb{R}$  – целевая функция со своим критерием оптимизации в зависимости от постановки задачи;  $g(x): \mathbb{R}^{n_x} \rightarrow \mathbb{R}^m$  – в общем случае представляет собой вектор балансовых ограничений;  $h(x): \mathbb{R}^{n_x} \rightarrow \mathbb{R}^p$  – представляет собой вектор операционных ограничений; вектор  $x \in \mathbb{R}^{n_x}$  – системные переменные оптимизации, в частности, напряжение, угол, активная и реактивная мощность и прочие.

Функции  $f(x)$ ,  $g(x)$  и  $h(x)$  – непрерывные дважды дифференцируемые функции. Первым шагом на пути определения оптимума является избавление от ограничений в виде неравенства. Это достигается путем введения фиктивных переменных. Фиктивные переменные предполагаются строго положительными и учитываются неявным образом путем введения их в целевую функцию при помощи логарифмического коэффициента штрафа:

$$\min_x f(x) - \bar{\mu}^k \sum_{i=1}^p (\ln i_i + \ln k_i) \quad (8)$$

$$\text{при} \quad g(x) = 0, \quad (9)$$

$$-i - k - \underline{H} + \bar{H} = 0, \quad (10)$$

$$-h(x) - k + \bar{H} = 0 \quad (11)$$

$$i > 0, k > 0, \quad (12)$$

где  $i \in \mathbb{R}^p$  и  $k \in \mathbb{R}^p$  – фиктивные переменные.

Функцию Лагранжа  $\mathcal{L}_{\bar{\mu}}(\phi)$  для данной оптимизационной задачи можно представить так:

$$\begin{aligned} \mathcal{L}_{\bar{\mu}}(\phi) = & f(x) - \bar{\mu}^k \sum_{i=1}^p (\ln i_i + \ln k_i) - \rho^T g(x) - \beta^T (-i - k - \underline{H} + \bar{H}) - \\ & - \gamma^T (-h(x) - k + \bar{H}), \end{aligned} \quad (13)$$

где  $\phi = [i^T \ k^T \ \beta^T \ \gamma^T \ x^T \ \rho^T]^T$ ,  $\rho \in \mathbb{R}^m$ ,  $\beta \in \mathbb{R}^p$  и  $\gamma \in \mathbb{R}^p$  – множители Лагранжа, называемые также двойственными переменными.

Локальный минимум функции удовлетворяет следующим условиям оптимальности Куна-Такера:

$$\nabla_{\phi} \mathcal{L}_{\bar{\mu}}(\phi) = \begin{bmatrix} \nabla_i \mathcal{L}_{\bar{\mu}}(\phi) \\ \nabla_k \mathcal{L}_{\bar{\mu}}(\phi) \\ \nabla_{\beta} \mathcal{L}_{\bar{\mu}}(\phi) \\ \nabla_{\gamma} \mathcal{L}_{\bar{\mu}}(\phi) \\ \nabla_x \mathcal{L}_{\bar{\mu}}(\phi) \\ \nabla_{\rho} \mathcal{L}_{\bar{\mu}}(\phi) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta \beta - \bar{\mu}^k e \\ \Lambda \bar{\omega} - \bar{\mu}^k e \\ i + k - \bar{H} + \underline{H} \\ h(x) + k - \bar{H} \\ \nabla_x f(x) - J_{\bar{G}}(x)^T \rho + J_H(x)^T \gamma \\ -g(x) \end{bmatrix} = 0, \quad (14)$$

где  $\theta = \text{diag}(i_1, i_2, \dots, i_p)$ ;  $\Lambda = \text{diag}(k_1, k_2, \dots, k_p)$ ;  $e = [1 \ 1 \ \dots \ 1]^T$ ;  $\bar{\omega} = \gamma + \beta$ ;  
 $\nabla_x f(x): \mathbb{R}^{n_x} \rightarrow \mathbb{R}^{n_x}$  – градиент  $f(x)$ ;  $J_{\bar{G}}(x): \mathbb{R}^{n_x} \rightarrow \mathbb{R}^{m \times n_x}$  – якобиан  $g(x)$ ;  
 $J_H(x): \mathbb{R}^{n_x} \rightarrow \mathbb{R}^{p \times n_x}$  – якобиан  $h(x)$ .

Третье, четвертое и шестое условие в (14) совместно с  $(i, k) \geq 0$  определяют выполнимость условий для прямой задачи. Пятое условие совместно с  $(\beta, \bar{\omega}) \geq 0$  определяет выполнимость условий для двойственной задачи, а первое и второе условия – условия дополняющей нежесткости для  $\bar{\mu}$ .

В тексте диссертации представлено детальное математическое описание алгоритма поиска оптимального решения. Здесь приводится только блок-схема поиска решения.

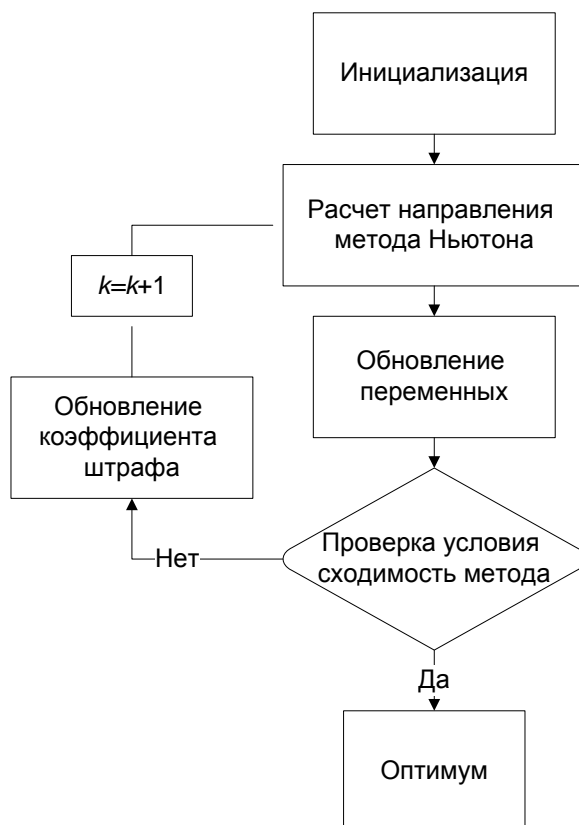


Рис. 4. Алгоритм поиска решения солвером, используемым в данной работе

**В четвертой главе** описан предлагаемый механизм повышения операционной надежности электроэнергетической системы за счет применения комплексной модели ценообразования на рынке дополнительных системных услуг, обеспечивающей достаточную мотивацию участникам рынка для саморегулирования в вопросах

предоставления необходимого уровня резервирования Системному оператору ЕЭС. Все предлагаемые ранее модели рынка фокусировались на моделировании стратегического поведения на идеальном энергетическом рынке. Данная модель учитывает ограничения, накладываемые рынком резервов, а также участие в рынке финансовых прав на передачу и появление прочих финансовых продуктов. При таком подходе конкуренция между участниками рассматривается более реалистично. Рыночная сила анализируется с точки зрения перспектив генерирующей компании, которые она получает при участии в различных видах рынка и при выборе различных стратегий поведения. Конкуренция в энергетическом, транспортном рынке и рынке резервов моделируется при помощи прогнозных функций. В результате сформулирована модель равновесия с применением теоремы Куна-Такера.

В предлагаемой модели ГК имеет возможность реализации стратегий влияния, как на цену продаваемой энергии, так и на стоимость предоставления вращающихся резервов.

Математически задача оптимизации описывается набором целевых функций (по одной на каждого субъекта рынка: поставщика, потребителя и оператора рынка), учитывающим прогнозируемые цены, уровни генерации и потребления. Помимо целевых функций задача оптимизации включает основополагающие физические ограничения на балансы активной и реактивной мощности, а также наборы технологических ограничений, учитывающие пропускную способность сети, минимальный уровень резервирования и прочие ограничения для каждого интервала времени. Кроме того, учитываются межинтервальные и интегральные технологические ограничения.

Для минимизации возможных вычислений, а также для того, чтобы сформулировать задачу оптимизации, понятную для выбранного солвера, классическая оптимизационная проблема сформулирована в терминах теоремы о дополняющей нежесткости Куна-Такера.

**Прогноз договорного объема поставки электроэнергии.** Пусть ГК  $v$  с набором генераторов  $\mathcal{H}_i$  находится в узле  $i$ , генерация блока  $h \in \mathcal{H}_i$  представлена переменной  $g_{v,h,i}$ . Таким образом, суммарная генерация ГК  $v$  в узле  $i$  равна  $\sum_h g_{v,h,i}$ . С другой стороны, суммарная мощность, поставленная ГК  $v$  на рынок равна  $d_{v,i}$ .

Допустим, что спрос в узле  $i$ , равный  $d_i$ , удовлетворяется поставками генерирующих компаний и системным оператором за счет регулирования  $a_i$ , т.е.  $d_i = \sum_v d_{v,i} + a_i$ . Поскольку энергия, потребляемая в узле, состоит из энергии, поставляемой собственно ГК ( $d_{v,i}$ ), и энергии, поставляемой ее конкурентами ( $\sum_{g \neq v} d_{g,i} = d_{-v,i}$ ), то суммарное потребление узла выражается формулой  $d_i = d_{v,i} + d_{-v,i} + a_i$ . Необходимо отметить, что учет потерь в данной задаче включен в регулирование независимо от того, учтены ли потери в контрактах поставщика и потребителя или нет.

В олигополии Курно ГК  $v$  предполагает, что конкуренты не будут реагировать на ее действия, и, соответственно, уровень генерации конкурентов предполагается внешней переменной (обозначается символом  $*$ ) в задаче максимизации доходности  $d_{-v,i} = d_{-v,i}^*$ .

Следующим шагом общий прогноз может быть использован для моделирования реакции конкурентов на стратегию  $v$ , например для количественного анализа изменения уровня узловых цен после поставки энергии конкурентами, т.е.:

$$d_{-v,i} = d_{-v,i}^* + (\rho_{v,i} - \rho_i^{t*}) B_{-v,i}, \forall i \in \mathcal{I}, \quad (15)$$

где  $\rho_{v,i}$  – цена в узле  $i$ , предполагаемая ГК  $v$ .

Однако в состоянии равновесия все участники предполагают одну и ту же цену  $\rho_i^*$ . Ответная реакция конкурентов, прогнозируемая  $v$ , определяется параметром  $B_{-v,i}$ . Чем

выше параметр  $B_{-v,i}$ , тем больше будет реакция конкурентов на попытку  $v$  увеличить цену и, соответственно, выше уровень конкурентности рынка. В олигополии Курно  $B_{-v,i} \equiv 0$ .

**Предварительная оценка цены резерва.** Пусть  $r_{v,h,i}$  – вращающийся резерв от блока  $h$  в узле  $i$ , принадлежащего ГК  $v$ . Соответственно  $\sum_{h,i} r_{v,h,i}$  – вращающийся резерв, предоставляемый ГК  $v$ . Функция прогноза стоимости резерва может быть представлена как [10]:

$$\eta_{v,i} = \eta_i^* + \left( \sum_{h,i} r_{v,h,i} - \sum_{h,j} r_{-v,h,j}^* \right) C_{v,i}, \quad (16)$$

где  $\eta_{v,i}$  и  $\eta_i^*$  – стоимость резерва, прогнозируемая ГК  $v$  и равновесная стоимость, соответственно.

Ценовая функция вращающегося резерва (16) позволяет моделировать возможность влияния  $v$  на цену вращающегося резерва, т.е. анализировать, каким образом (с точки зрения  $v$ ) будет меняться цена резерва при изменении предоставления резерва самим  $v$ . Для стандартных условий конкурентного рынка  $C_v \equiv 0$ .

Все предварительные оценки и прогнозы используются в предлагаемой модели как приближения ожиданий первого рода компании  $v$  к равновесным показателям. Значения  $B_{-v,i}$  и  $C_{v,i}$  могут параметрически варьироваться для анализа потенциального влияния различных ценовых манипуляций ГК.

Целевую функцию задачи оптимизации и критерий оптимизации (максимизация прибыли) можно записать следующим образом:

$$\begin{aligned} \max \Pi_v &= \Pi_v^G + \Pi_v^R, \\ \mathbf{g} &= 0, \\ \mathbf{h} &\leq 0. \end{aligned} \quad (17)$$

В данной целевой функции критерием оптимизации является максимизация получаемой прибыли. Такая задача решается путем варьирования цены и объема поставки по двусторонним контрактам, а также за счет правильно выбранной стратегии поведения на РСВ. Задача оптимизации имеет ряд рыночных и технологических ограничений в виде равенства ( $\mathbf{g}$ ) и неравенства ( $\mathbf{h}$ ).

Каждая генерирующая компания может иметь денежный поток от продажи энергии и от продажи вращающегося резерва.

- Первый денежный поток – доход от участия в рынке энергии – представлен следующим выражением:

$$\begin{aligned} \Pi_v^G &= \sum_t \left[ \sum_v \left\{ \sum_i (\rho_{v,i}^t - \omega_i^{t*}) d_{v,i}^t - \sum_{h,j} (\beta_{v,h,j} + \gamma_{v,h,j} g_{v,h,j}^t - \omega_j^{t*}) g_{v,h,j}^t \right\} + \right. \\ &\quad \left. + \sum_{i,v,h} \{ \rho_i^{t*} - (\beta_{v,h,i} + \gamma_{v,h,i} g_{v,h,i}^{t*}) \} g_{v,h,i}^{t*} \right]. \end{aligned} \quad (18)$$

Первая составляющая (18) – доход от продажи энергии  $d_{v,i}^t$  в узлах  $i$  системы по соответствующим контрактным ценам  $\rho_{v,i}^t$  в течение всех периодов  $t$  за минусом стоимости перегрузки сети, относимой к узлам поставки электроэнергии. Вторая составляющая – стоимость производства энергии всех блоков. Себестоимость генерации определяется как  $(\beta_{v,h,j} + \gamma_{v,h,j} g_{v,h,j}^t) g_{v,h,j}^t$ . Третья составляющая – прибыль от участия в

РСК. Здесь, поскольку из-за естественных законов определить, какой генератор кому и сколько поставляет, невозможно, стоимость перегрузки сети включена в узловую цену.

- Второй денежный поток ГК  $v$  появляется при участии в рынке вращающегося резерва.

В настоящее время отдельного рынка резервов со своими ценовыми заявками не существует. Системный оператор ЕЭС выбирает генераторы для предоставления резерва в результате действия процедуры «ВСКГО» по опубликованным алгоритмам. При этом не происходит явной конкуренции поставщиков услуги между собой, а результат оказывается не оптимальным с точки зрения общественного благосостояния. В настоящей работе рассматривается вариант явного конкурентного предоставления услуги по резервированию, основанного на ценовых заявках и конкурентном отборе.

Генерирующая компания подает ценовую заявку  $\eta_v^t$  на предоставление резерва в объеме, равном  $r_{v,h,i}^t$ . В случае успешного для ГК результата рынка она получает некоторую прибыль. Эта прибыль представляет собой разницу между доходом от продажи резерва и стоимостью его поддержания, т.е.:

$$\Pi_v^R = \sum_{t,h,i} (\eta_{v,i}^t - \alpha_{v,h,i}^t) r_{v,h,i}^t, \quad (19)$$

где  $\eta_{v,i}^t$  – узловая цена резерва, прогнозируемая ГК  $v$ ;  $\alpha_{v,h,i}^t$  – коэффициент функции себестоимости резерва.

Поскольку речь идет о первичном и вторичном резерве, то вращение генератора на холостом ходу (постоянная составляющая издержек) оплачивается в рынке энергии. Кроме того, производитель, не участвующий в рынке энергии, автоматически не участвует и в рынке резервов.

В представляемой модели цена резерва  $\eta_{v,i}^t$  является эндогенной (определяемой в ходе решения задачи) переменной. ГК  $v$  будет менять свою ценовую заявку в узле  $i$  в зависимости от своего мнения о влиянии ее величины на позицию ГК в рынке, о востребованности генерации и доле резерва, принятого рынком.

Область существования экстремума целевой функции определяется следующими ограничениями:

- балансом мощности;
- прогнозом договорного объема поставки и предварительной оценкой цены резерва;
- генерацией, продажами и ограничениями резервирования;
- скоростью набора и сброса мощности;
- максимально возможной поставкой энергии на интервале.

В данной работе не рассматриваются ограничения, связанные с гидрогенерацией. Это сделано для упрощения изложения предлагаемой модели. Однако, поскольку в реальном моделировании не учитывать ГЭС нельзя, концепция модели, имея в своем арсенале средства учета интегральных ограничений, с легкостью может быть расширена и дополнена всеми необходимыми ограничениями.

Функцию Лагранжа для задачи (18)–(19) с учетом ограничений можно записать в виде:

$$\begin{aligned}
\mathcal{L}_v = & \sum_t \left\{ \sum_j \left[ \frac{\rho_{0j}^t - \delta_j^t (d_{vj}^t + d_{-vj}^{*t} - B_{-vj} \rho_j^{*t} + a_j^{*t})}{1 + B_{-v,i} \delta_i^t} - \omega_j^{*t} \right] d_{vj}^t - \right. \\
& - \sum_{h,i} \left[ (\beta_{v,h,i} + \gamma_{v,h,i} g_{v,h,i}^t - \omega_i^{*t}) g_{v,h,i}^t - \right. \\
& - \{ \rho_i^{*t} - (\beta_{v,h,i} + \gamma_{v,h,i} g_{v,h,i}^{*t}) \} g_{v,h,i}^{*t} - \\
& - \left[ \eta_i^* + \left( \sum_{h,j} r_{v,h,j} - \sum_{h,j} r_{v,h,j}^* \right) c_{v,i} - \alpha_{v,h,i}^t \right] r_{v,h,i}^t + \\
& + \bar{\mu}_{v,h,i}^t (g_{v,h,i}^t + r_{v,h,i}^t - \bar{g}_{v,h,i}^t) + \underline{\mu}_{v,h,i}^t (\underline{g}_{v,h,i} - g_{v,h,i}^t) + \\
& + \phi_{v,h,i}^t (r_{v,h,i}^t - \bar{r}_{v,h,i}) + \bar{\psi}_{v,h,i}^t (g_{v,h,i}^t - g_{v,h,i}^{t-1} - \bar{\Delta} g_{v,h,i}) + \\
& + \underline{\psi}_{v,h,i}^t (g_{v,h,i}^{t-1} - g_{v,h,i}^t - \underline{\Delta} g_{v,h,i}) \left. \right] - \lambda_v^t \left( \sum_i d_{v,i}^t - \sum_{j,h} g_{v,h,j}^t \right) \Big\} - \\
& - \sum_{h,j} \sigma_{v,h,j}^t \left( \sum_t g_{v,h,j}^t - \bar{e}_{v,h,j} \right),
\end{aligned} \tag{20}$$

$$d_{v,i}^t, r_{v,h,i}^t, \bar{\mu}_{v,h,i}^t, \underline{\mu}_{v,h,i}^t, \phi_{v,h,i}^t, \bar{\psi}_{v,h,i}^t, \underline{\psi}_{v,h,i}^t, \sigma_{v,h,j}^t \geq 0, \quad \forall i \in \mathcal{I}, h \in \mathcal{H}_i, t \in \mathcal{T},$$

$g_{v,h,i}, \lambda_v^t$  свободные,  $\forall i \in \mathcal{I}, h \in \mathcal{H}_i, t \in \mathcal{T}$ ,

где  $\lambda_v^t, \bar{\mu}_{v,h,i}^t, \underline{\mu}_{v,h,i}^t, \phi_{v,h,i}^t, \sigma_{v,h,j}^t, \bar{\psi}_{v,h,i}^t, \underline{\psi}_{v,h,i}^t$  — соответствующие двойственные переменные, связанные с ограничениями ГК.

**Модель равновесия.** Допустим,  $\mathbf{x}_v \in \mathcal{X}_v$  — стратегия ГК  $v$ . Данная стратегия состоит из переменных решения:

$$\mathbf{x}_v = \begin{pmatrix} g_{v,h,i}^t, & \forall h \in \mathcal{H}_i, i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T} \\ d_{v,i}^t, & \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T} \\ r_{v,h,i}^t, & \forall h \in \mathcal{H}_i, i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T} \end{pmatrix}. \tag{21}$$

Обозначим решения остальных ГК как  $\mathbf{x}_{-v} = \{\mathbf{x}_i \mid i \neq v\}$ . ГК  $v$  при помощи функций прогноза, описанных выше, предполагает, что остальные ГК будут реагировать определенным образом, т.е.  $\mathbf{x}_{-v}(\mathbf{x}_v)$ .

Кроме того, есть вектор  $\mathbf{y} \in \mathcal{Y}$ , являющийся стратегией СО, состоящей из переменных решения:

$$\mathbf{y} = \begin{pmatrix} p_i^t, \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T} \\ a_i^t, \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T} \end{pmatrix}, \tag{22}$$

и вектор  $\mathbf{o} \in \mathcal{O}$ , представляющий собой рыночные цены:

$$\mathbf{o} = \begin{pmatrix} \rho_i^t, \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T} \\ \omega_i^t, \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T} \\ \eta^t, \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T} \end{pmatrix}. \tag{23}$$

**Равновесие рынка.** Точка  $(\mathbf{x}_v^*, \forall v \in \mathcal{V}, \mathbf{y}^*, \mathbf{o}^*)$  представляет собой равновесие электрического рынка тогда и только тогда, когда:

- $\Pi_v(\mathbf{x}_v^*, \mathbf{x}_{-v}(\mathbf{x}_v^*)) \geq \Pi_v(\mathbf{x}_v, \mathbf{x}_{-v}(\mathbf{x}_v)), \forall \mathbf{x}_v \in \mathcal{X}_v, v \in \mathcal{V}$  в ценах  $\mathbf{o}^*$ , т.е.  $\mathbf{x}_v^*$  разрешает (17) для всех  $v$ ;
- $\Pi_{ISO}(\mathbf{y}^*) \geq \Pi_{ISO}(\mathbf{y}), \forall \mathbf{y} \in \mathcal{Y}$  в ценах  $\mathbf{o}^*$ , т.е.  $\mathbf{y}^*$  разрешает все технологические ограничения;
- векторы  $\mathbf{x}_v^*$  и  $\mathbf{y}^*$  балансируют спрос и предложение энергии, рынок резервов и услуги по передаче с ценами  $\mathbf{o}^*$ , т.е.  $\mathbf{x}_v^*$  и  $\mathbf{y}^*$  удовлетворяют всем условиям экономических ограничений.

Поскольку любая задача ГК и СО может быть определена через условия оптимальности Куна-Такера, то равновесие достигается в точке одновременного удовлетворения условий оптимальности первого рода для всех участников рынка при соблюдении баланса системы.

Генерирующая компания кроме самой энергии может поставлять и вращающийся резерв.

**Утверждение: Об альтернативной стоимости.** Рассмотрим генерирующий блок, участвующий в объединенном рынке энергии и резерва. Если блок участвует в предоставлении как энергии, так и резерва, то альтернативная стоимость между генерацией и резервированием может возникать тогда и только тогда, когда ограничителем участия является предел установленной мощности.

**Доказательство.** Рассмотрим только условия, связанные с энергией и резервом в статическом случае. Поскольку  $d_{v,i} > 0$  и  $r_{v,h,i} > 0$ , то по условиям дополняющей нежесткости ограничения для прогнозного значения потребления узла  $i$ , удовлетворяемого генератором  $v$  за счет двустороннего контракта,  $d_{v,i}^t$ , и для прогнозного значения величины резерва, поставляемого блоком  $h$  генератора  $v$  в узле  $i$ ,  $r_{v,h,i}^t$ , строго удовлетворяются. Таким образом, данные ограничения и ограничение при прогнозе поставки  $g_{v,h,i}^t$  можно представить в следующем виде:

$$\rho_{v,i} - \frac{\delta_i d_{v,i}}{1 + \delta_i B_{-v,i}} = \omega_i^* + \lambda_v, \forall d_{v,i} > 0, \quad (24)$$

$$\bar{\mu}_{v,h,i} = \lambda_v + \underline{\mu}_{v,h,i} - \beta_{v,h,i} - 2\gamma_{v,h,i} g_{v,h,i} + \omega_i^*, \quad (25)$$

$$\eta^* = \alpha_{v,h,i} - C_v \sum_{h,j} r_{v,h,j} + \bar{\mu}_{v,h,i} + \phi_{v,h,i}, \forall r_{v,h,i} > 0. \quad (26)$$

Когда ограничением является установленная мощность, то ограничение на минимальную мощность не может быть активным и, следовательно,  $\underline{\mu}_{v,h,i} = 0$ . Подставляя (24) в (25), а затем в (26) получаем рыночную стоимость вращающегося резерва, равную

$$\eta^* = \left\{ \alpha_{v,h,i} - C_v \sum_{h,j} r_{v,h,j} \right\} + \left\{ \rho_{v,i} - (\beta_{v,h,i} + 2\gamma_{v,h,i} g_{v,h,i}) - \frac{\delta_i d_{v,i}}{1 + \delta_i B_{-v,i}} \right\} + \phi_{v,h,i}. \quad (27)$$

Необходимо отметить, что в равновесии  $\rho_{v,i} = \rho_i^*$ . Первое слагаемое в фигурных скобках – узловая стоимость вращающегося резерва под воздействием возможности генератора манипулировать ценой вращающегося резерва. Второе слагаемое – альтернативная стоимость поставки вращающегося резерва вместо энергии. Это слагаемое состоит из ценовой разницы между узловыми ценами, в которых представлен генератор  $h, i$ , маржинальной ценой и влияние генерации блока на цену при изменении его генерации. Таким образом, слагаемое  $\phi_{v,h,i}$  учитывается только в том случае, когда достигнуто ограничение установленной мощности для данного генератора. ■

Стоимость вращающегося резерва в олигополии Курно равна



$$\lim_{B-v,i \rightarrow 0} \eta^* = \left\{ \alpha_{v,h,i} - C_v \sum_{h,j} r_{v,h,j} \right\} + \{ \rho_{v,i} - (\beta_{v,h,i} + 2\gamma_{v,h,i} g_{v,h,i}) - \delta_i d_{v,i} \} + \phi_{v,h,i}. \quad (28)$$

С другой стороны, для идеального конкурентного рынка получаем:

$$\lim_{B-v,i \rightarrow \infty} \eta^* = \alpha_{v,h,i} + \{ \rho_i^* - (\beta_{v,h,i} + 2\gamma_{v,h,i} g_{v,h,i}) \} + \phi_{v,h,i}. \quad (29)$$

Отсюда видно, что варьирование параметров позволяет моделировать участие в рынке для любой степени развития данного рынка.

**Финансовые права на передачу (ФПП).** Рынок прав на передачу предоставляет возможность для распределения ФПП и определения их стоимости. Участники рынка подают заявки на получение ФПП. В результате работы аукциона распределяется исполнимая схема прав на передачу. Целями аукциона являются две задачи:

- предоставить участникам возможность приобретения ФПП;
- обеспечить максимальную прибыль от распределения ФПП.

Рынок ФПП можно смоделировать как обыкновенный рынок энергии, максимизирующий доход при сохранении исполнимости распределения ФПП; однако, рынок ФПП не производит истинного распределения потоков энергии.

В энергосистеме, узлы которой представлены множеством  $\mathcal{I}$ , ФПП можно смоделировать при помощи переменной  $\tau_l$ , обозначающей контрактруемую величину активной мощности, и вектором инцидентности  $\xi_l \in \mathbb{R}^{|\mathcal{I}|}$ , отвечающим за инъекции/потребление активной мощности в узлах. Элементы вектора  $\xi_l$  – множители, описывающие распределение ФПП между узлами системы. Таким образом, каждое ФПП может моделироваться либо парой, либо кластером узлов источника и потребителя.

В предлагаемой модели ФПП определяются через пару узлов системы, один узел инъекции (источник), второй узел потребления. Рассмотрим подход на основе системы постоянного тока для аукциона ФПП. Набор  $\mathcal{F}$  всех прав на передачу представляет инъекцию в систему. Таким образом, с учетом принятых допущений, энергетический баланс можно представить как:

$$G\delta = \sum_{l \in \mathcal{F}} \tau_l \xi_l, \quad (30)$$

где  $G$  – матрица проводимости, а  $\delta$  – вектор узловых углов.

Совокупный набор  $\mathcal{F}$  содержит три набора ФПП:

- набор  $\mathcal{F}_f$ , содержащий фиксированные ФПП. Эти права не продаются на аукционе, но их следует учитывать и прогнозировать их эффект;
- набор прав  $\mathcal{F}_p$  для продажи;
- набор прав  $\mathcal{F}_s$  для покупки.

Таким образом:

$$\mathcal{F} = \mathcal{F}_f \cup \mathcal{F}_p \cup \mathcal{F}_s, \quad (31)$$

такое, что

$$\sum_{l \in \mathcal{F}} \tau_l \xi_l = \sum_{l \in \mathcal{F}_f} \tau_l \xi_l + \sum_{l \in \mathcal{F}_p} \tau_l \xi_l - \sum_{l \in \mathcal{F}_s} \tau_l \xi_l. \quad (32)$$

Кроме того, переменные исполнимости ФПП можно определить как:

$$0 \leq \tau_l \leq \bar{\tau}_l, \forall l \in \mathcal{F}, \quad (33)$$

где  $\bar{\tau}_l$  – максимальное значение соответствующих ФПП.

Такие максимальные значения прогнозируются заявителями на основе их потребностей в хеджировании и представляются вместе с заявками на аукцион ФПП системному оператору.

Для покупки задача распределения ФПП может быть представлена следующим образом:

$$\max \sum_{l \in \mathcal{F}} f_l(\tau_l), \quad (34)$$

$$\text{при } G\delta = \sum_{l \in \mathcal{F}} \tau_l \xi_l, \quad (35)$$

$$H\delta \leq \bar{z}, \quad (36)$$

$$0 \leq \tau_l \leq \bar{\tau}_l, \forall l \in \mathcal{F}, \quad (37)$$

где  $f_l(\tau_l)$  – функция доходности соответствующего  $l^{\text{ого}}$  ФПП.

Эта функция доходности прогнозируется заявителями согласно их представлениям о хеджировании и определяет желание заявителя получить эти ФПП. Выражение (36) определяет ограничения перетока активной мощности по сетям, где  $H$  – матрица реактивных сопротивлений сети, а  $\bar{z}$  – вектор максимального потока по линии сети (пропускная способность). Решение задачи (34)–(37) дает оптимальное распределение ФПП. Двойственные переменные, содержащиеся в (35), хранят узловые цены. Поскольку ФПП определяются между двух узлов, то цена ФПП дана как разница между соответствующими узловыми ценами.

**Коэффициент хеджирования позиции.** После того, как коэффициенты распределения были получены, можно рассчитать пропускную способность каждой линии, используемой конкретным участником. Для участника рынка, расположенного в узле  $i$ , и производящего инъекцию  $p_i$ , доля пропускной способности конкретного сечения равна  $p_i \phi_{k,i}$ . Аналогично для коэффициентов ФПП: энергия, которую передаст владелец ФПП через линию  $k$ , равна  $\bar{\tau}_l \bar{\tau}_l q_{k,l}$ . Если первое полученное значение – величина риска, то вторая величина – размер хеджирования. Пропорция между реальной позицией и хеджированной позицией назовем коэффициентом хеджирования позиции (КХП) и обозначим  $\phi_{k,l}$ .

Для участника рынка, расположенного в узле  $i$  и подавшего заявку  $\bar{\tau}_l$ , КХП линии  $k$  представляется как:

$$\phi_{k,l} = \frac{p_i \phi_{k,i}}{\bar{\tau}_l q_{k,l}}. \quad (38)$$

КХП содержит два множителя. Первый –  $p_i / \bar{\tau}_l$  – представляет собой отношение проданной энергии в рынке и хеджированной позиции. Этот множитель не зависит от конкретной линии передачи. Если  $p_i < \bar{\tau}_l$ , то  $p_i / \bar{\tau}_l < 1$ . Отсюда следует, что заявка на ФПП неявным образом штрафует, поскольку заявитель хеджирует больше пропускной способности, чем может использовать. С другой стороны, когда  $p_i > \bar{\tau}_l$ , то и  $p_i / \bar{\tau}_l > 1$ , что означает, что такие ФПП поощряются (также неявным образом). Этот факт приводит участника рынка к мысли, что необходимо хеджировать ровно столько пропускной способности, сколько он в последующем захочет использовать. Второй множитель,  $\phi_{k,i} / q_{k,l}$ , является более внесистемным, поскольку зависит не только от заявки участника, но и от конфигурации сети, расположения участника и даже от заявок других участников.

Поскольку некоторые физические перетоки могут быть противоположными заявленным ФПП, то КХП для таких прав не представляет реального хеджирования и, следовательно, не рассчитывается, т.е.  $\phi_{k,l} = 0 | \phi_{k,l} < 0$ .

После всего КХП нормализуются на каждой линии электропередачи для того, чтобы рассчитать влияние каждой линии в хеджировании рисков каждого участника рынка, т.е.

$$\bar{\phi}_{k,l} = \frac{\phi_{k,l}}{\max_l \phi_{k,l}}, \forall k \in \mathcal{K}. \quad (39)$$

Общий КХП участника рынка после этого рассчитывается как сумма всех КХП от всех линий передачи системы:

$$\phi_l = \sum_{k \in \mathcal{K}} \bar{\phi}_{k,l}, \forall l \in \mathcal{F}. \quad (40)$$

Для того чтобы иметь возможность использовать КХП участника в качестве весовых коэффициентов, они тоже нормализуются:

$$\bar{\phi}_l = \frac{\phi_l}{\max_l \phi_l}, \forall l \in \mathcal{F}. \quad (41)$$

Несложно заметить, что  $\bar{\phi}_l \in [0,1], \forall l \in \mathcal{F}$ . Коэффициенты хеджирования отражают результат работы рынка, сетевые ограничения и позицию участника в рынке. Таким образом, они могут использоваться для мониторинга потенциальных рисков от держателей ФПП. Поскольку КХП численно показывает уровень хеджирования, предоставляемый потенциальному держателю соответствующих прав ФПП, то чем ниже значение, тем более рискованной является позиция участника рынка.

**В пятой главе** представлены результаты тестирования предложенной модели.

Для проверки представленной модели проводилось три эксперимента.

1. Эксперимент сравнения текущей модели предоставления резерва, основанной на остаточном принципе резервирования, с предлагаемой моделью, основанной на подаче заявок.
2. Эксперимент использования алгоритма выбора поведения генерирующей компании на РСВ и рынке резервов. Результат второй части сравнивается с результатом расчета равновесия рынка при экспериментально заданных заявках.
3. Эксперимент применимости алгоритма к расчету больших моделей.

Приняты следующие допущения:

1. В тестовом примере не вводилась себестоимость производства той или иной станции, поскольку такая информация является закрытой. Вместо этого за себестоимость принималась подаваемая заявка на РСВ. Поэтому алгоритм рассчитывал конкурентные заявки только для участия в рынке резервов.
2. Тестирование производилось на специально созданной семиузловой схеме сети.
  - a. Схема характеризуется наличием концентрированного балансирующего узла.
  - b. Схема не предусматривает внешние перетоки, поскольку вся нагрузка внутри сети покрывается существующей генерацией.
3. Для упрощения восприятия сеть считается однородной и не учитывает потери.

Схема замещения сети приведена на рис. 5. Параметры тестовой схемы приведены в таблицах 1-3.

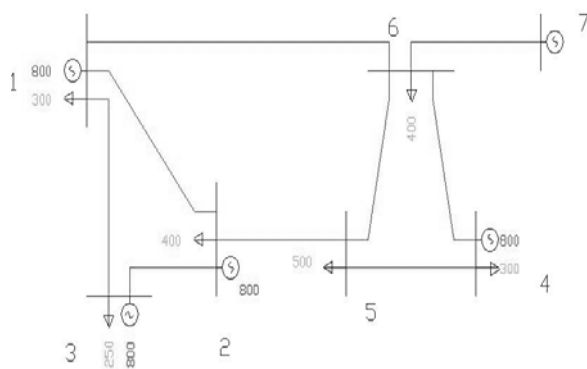


Рис. 5. Тестовая схема

Таблица 1

Общие параметры тестовой схемы

Название	Значение
Узлов:	7
Ветвей:	9
Число балансирующих узлов:	1
Число ЛЭП:	9
$P_{ген}$ , МВт:	3200
$P_{наг}$ , МВт:	2150
$P_{рез}$ , МВт:	215

Таблица 2

Параметры узлов тестовой схемы

Тип	Номер	$U_{ном}$ , кВ	$P_{наг}$ , МВт	$Q_{наг}$ , МВАр	$P_{тах}$ , МВт
Нагр	1	100	300	-	800
Нагр	2	100	400	-	800
Нагр	3	100	250	-	800
Нагр	4	100	300	-	800
Нагр	5	100	500	-	-
Нагр	6	100	400	-	-
База	7	100	-	-	-

Таблица 3

Параметры линий тестовой схемы

$N_{сеч}$	$N_{нач}$	$N_{кон}$	$P_{тах-лин}$ , МВт
1	1	3	300
2	1	2	-
3	1	6	-
4	3	2	-
5	2	5	-
6	6	5	-
7	4	6	-
8	4	5	-
9	7	6	-

Расчет по существующей модели производился с использованием принятого корпоративного программного обеспечения «*LincorWin*». Расчет по предлагаемой модели производился в среде *GAMS* с использованием солвера *PATH*.

**В первом эксперименте** сравнивается текущая модель предоставления резерва, основанная на остаточном принципе резервирования, с предлагаемой моделью, основанной на подаче заявок. Ценовые заявки, подаваемые в ходе эксперимента, приведены в таблицах 4-5.

Таблица 4

Варианты заявок на PCB

Сценарий	G1	G2	G3	G4
1	10	15	20	25
2	25	20	15	10
3	25	20	15	10
4	25	20	15	10

Таблица 5

Варианты заявок на PP

Сценарий	G1	G2	G3	G4
1	10	15	20	25
2	10	15	20	25
3	2.5	2	1.5	1
4	25	20	15	10

В таблице 6 представлены сводные результаты по финансовым потокам между потребителями и производителями. Колонка «Сальдо» – это разница между тем, что заплатили потребители и тем, что выплачено генераторам. Разница появляется из-за применения узловых цен. Теоретически данная сумма уходит на усиление сетей, вызвавших появление неодинаковых узловых цен. Однако поскольку на практике сетевая компания – естественный монополист и живет за счет установленного тарифа, то эту сумму выгоднее сводить к нулю. Таким образом, у сетевой компании, которая получает доход за счет передачи энергии по сетям, появляется реальный стимул эту самую пропускную способность увеличивать.

Таблица 6

Финансовые результаты тестирования [у.е.]				
Сценарий	Модель	Доход ГК	Расход П	Сальдо
1	Классика	43000.0	43000.0	0.0
	Новая	43000.0	43000.0	0.0
2	Классика	40886.364	44977.273	4090.909
	Новая	40886.364	44977.273	4090.909
3	Классика	40886.364	44977.273	4090.909
	Новая	41097.727	44779.545	3681.818
4	Классика	40886.364	44977.273	4090.909
	Новая	43000.0	43000.0	0.0

Из таблицы видно, что в двух случаях предлагаемый алгоритм ведет себя не хуже классического (его преимущества открываются в случае возникновения потребности в использовании предложенного резерва), а в двух других случаях проявляются преимущества уже на этапе предварительного диспетчирования. Даже в условиях всего четырех генераторов и шести потребителей разница в сумме счета потребителям достигает до 5%. При увеличении количества участников данный процент также существенно возрастет (см. результаты третьего эксперимента).

**Во втором эксперименте** рассматривается применение нового алгоритма определения заявки на рынок резерва. Эксперимент состоит из шести частей. Дважды в нем задаются различные характеристики стоимости генерации (заявки на РСВ). В каждой группе алгоритм единожды вырабатывает оптимальную заявку и дважды заявки на рынок резерва выбираются вручную для проведения сравнения. Сравнивается доход генераторов и расход потребителей. Ценовая заявка на РСВ для первого случая выглядит так:  $G_1 = 250, G_2 = 200, G_3 = 150, G_4 = 100$ ; для второго так:  $G_1 = 200, G_2 = 150, G_3 = 100, G_4 = 150$ . Для сравнения (вариант «1<sub>1</sub>» в сводной таблице) примем похожие заявки в рынок резервов:  $G_1 = 150, G_2 = 110, G_3 = 100$  и  $G_4 = 1$ . Второй вариант сравнения (вариант «2<sub>1</sub>» в сводной таблице) представлен такими ценовыми заявками:  $G_1 = 250, G_2 = 140, G_3 = 150$  и  $G_4 = 200$ . Для варианта «1<sub>2</sub>» принято  $G_1 = 200, G_2 = 150, G_3 = 200, G_4 = 300$ . Для варианта «2<sub>2</sub>» выбраны  $G_1 = 200, G_2 = 250, G_3 = 100, G_4 = 100$ . Все цены в [у.е.].

Сводные финансовые результаты представлены в таблице 7.

Таблица 7

Финансовые результаты тестирования [у.е.]			
Вариант	Доход ГК	Расход П	Сальдо
Авто <sub>1</sub>	430000	430000	0
1 <sub>1</sub>	413090	445818	32728
2 <sub>1</sub>	422500	469868	47368
Авто <sub>2</sub>	322500	322500	0
1 <sub>2</sub>	315000	362368	47368
2 <sub>2</sub>	307000	337000	30000

Несложно видеть, что наилучший результат показан при автоматическом выборе ценовых заявок на рынок резерва. При этом разница расходов потребителя в автоматическом и худшем произвольном случаях составляет 8,5%.

В данной таблице показано, что хоть в каждом конкретном случае некоторые генераторы могут получать большую мгновенную прибыль, чем при автоматическом выборе заявок на рынок резерва, суммарный доход генераторов всегда меньше. Это означает, что суммарный проигрыш конкурентов от манипуляций для выигрыша одного из игроков существенно выше данного выигрыша. Естественно это приводит к корректирующим воздействиям, и рынок всегда приходит к своему равновесному состоянию.

Немаловажен и тот факт, что затраты потребителей при использовании стратегии, предлагаемой в данной работе, сокращаются. Соответственно и социальная составляющая, чрезвычайно важная в таком стратегическом продукте, как электрическая энергия, учтена в алгоритме и ослабляет напряженность, связанную с неэластичностью рынка и стратегической важностью продаваемого ресурса.

**В третьем эксперименте** исследуется еще один аспект, который нельзя не учитывать при рассмотрении и внедрении любого расчетного алгоритма, это время его работы. Формирование данных для расчета представленной семиузловой схемы и сам расчет на стандартном офисном компьютере производились за сотые доли секунды. Естественно, это не позволяет оценить производительность, поэтому для проверки скорости использовалась расчетная модель ОДУ Урала за 2005 год. Параметры схемы замещения данной задачи приведены в таблице 8.

Таблица 8

Общие параметры тестовой схемы

Название параметра	Значение
Узлов, шт.:	880
Ветвей, шт.:	1404
Районов, шт.:	39
Число балансирующих узлов, шт.:	1
Число узлов с заданным модулем напряжения, шт.:	143
Число трансформаторов, шт.:	271
Число ЛЭП, шт.:	1127
$P_{\text{ген}}$ , МВт:	43454
$P_{\text{наг}}$ , МВт:	42473

Замеры времени производились по двум показателям на стандартной офисной машине. Первый показатель – время формирования исходных данных из режимной схемы. Это время составило 38 секунд. За это время макрос сформировал вектор узлов (880 элементов), вектор линий (1 404 элемента), вектор генераторов (143 элемента), вектор потребителей (730 элементов) и матрицу коэффициентов потокораспределения (размерностью  $880 \times 1\,404 = 1\,235\,520$  элементов, из них нулевых – 136 562). Второй показатель – это, собственно, время расчета по предложенному алгоритму. Параметры расчета тестовой схемы ОДУ Урала приведены в таблице 9.

Таблица 9

Технические параметры расчета тестовой схемы

Параметр	Значение
Время компиляции исходных данных, с	19,156
Объем оперативной памяти, использованной при компиляции, Мб	31
Количество блоков уравнений, шт.	5
Количество блоков переменных, шт.	2
Количество уравнений скомпилированной модели, шт.	3 560
Количество переменных скомпилированной модели, шт.	881
Количество ненулевых элементов скомпилированной модели, шт.	2 310 217
Время генерации задачи для солвера, с	2,829
Время решения солвером, с	3,289
Количество итераций, проведенных солвером, шт.	170

Суммарное время выполнения расчета вместе с первоначальной подготовкой составило 63,814 секунды. Это свидетельствует о том, что даже на такой большой схеме вычислительный алгоритм и применяемый инструмент расчетов дают хорошее время поиска результатов, а это, в свою очередь, добавляет плюсов при принятии решения о промышленном внедрении данного решения.

Расходы потребителей при классическом способе клиринга рынка составили 31 769 804 руб., а при использовании предлагаемого алгоритма составили бы 25 098 145 руб. Соответственно, разница составляет 21%.

## **Основные выводы и результаты работы**

1. Произведен анализ новых рыночных условий и механизмов, влияющих на организацию управления электроэнергетической системой как большой технической системой.
2. Продемонстрирована процедура определения оптимальной работы системы с точки зрения оператора данной системы. Выделены и описаны принципы, которые необходимо учитывать при моделировании оптимальной стратегии генерирующей компании, желающей участвовать в рынке постоянно и стабильно.
3. Разработана комплексная модель процессов участия генерирующей компании в обеспечении системной надежности и операционной устойчивости посредством участия в различных этапах и видах рынков. Полученная модель позволяет участнику рынка при наличии качественных прогнозов выступать на рынке с максимальной долгосрочной эффективностью.
4. Предложены способы и алгоритм обеспечения саморегулирования генерирующих компаний в вопросах предоставления необходимого резерва генерирующих мощностей как альтернатива применению административного воздействия.
5. Представлены и учтены в разработанной модели финансовые инструменты, существенным образом влияющие на принимаемые решения в части обеспечения системной надежности. В частности проведено моделирование применения финансовых прав на передачу для обеспечения исполнения двусторонних договоров на поставку электрической энергии.
6. Экспериментально показана жизнеспособность, реализуемость и адекватность предлагаемой модели и способа (алгоритма) ее решения. Проведено моделирование некоторых аспектов предлагаемой модели с последующим тестированием на реальных схемах. Показано улучшение получаемых финансовых результатов по сравнению с реально полученными на тот момент показателями.

## **Публикации по теме диссертации**

1. Никишин К.А. Анализ организации управления режимами в больших электроэнергетических системах. //Аюев Б.И., Ерохин П.М., Никишин К.А. Материалы конференции «ФРЭГ-2008», Киев, 2008
2. Никишин К.А. Динамическое моделирование аварийных режимов как средство повышения надежности электроэнергетической системы в условиях конкурентного рынка. //Б.И. Аюев, В.Г. Неуймин, Е.В. Машалов, Никишин К.А., И.В. Смирнов, А.В. Лемех. Материалы конференции «ИЭД НАН 2008», Феодосия, 2008 Электронное издание
3. K. Nikishin Modern methodology of simultaneous solution for scheduling and energy auction problems. //B. Ayuyev, N. Shubin, V. Neuymin, E. Mashalov, K. Nikishin Cambridge, UK, 2008 Электронное издание
4. Никишин К.А. Программа Европейского Союза о поддержке разумного использования энергии //Никишин К.А., М.В. Трошина Материалы 3-й НПК «Энергосистема: управление, конкуренция, образование», Екатеринбург, 2008

5. Никишин К.А. План оптимизационного расчета планирования перспективного развития энергосистемы //Лемех А.В., Никишин К.А., Шубин Н.Г. Материалы 3-й НПК «Энергосистема: управление, конкуренция, образование», Екатеринбург, 2008
6. Никишин К.А. Обеспечение операционных резервов на территории синхронной зоны Европы. //Аюев Б.И., Ерохин П.М., Никишин К.А. Материалы конференции «ФРЭГ-2007», Киев, 2007
7. Никишин К.А. Унифицированное ПО «Bars-Lincor-Rastr» для формирования, оптимизации и расчета статических и динамических параметров модели ЕЭС. //Лемех А.В., Неуймин В.Г., Никишин К.А. Материалы конференции «Хортица-2007», Днепропетровск, 2007
8. Никишин К.А. Перспективы использования ПО "Bars-Lincor-Rastr" для формирования расчетных моделей ЕЭС и оптимизации электроэнергетических режимов. //Машалов Е.В., Неуймин В.Г., Шубин Н.Г., Никишин К.А. Иркутск, 2007
9. Никишин К.А. О необходимости разработки математической модели сооптимизации выбора генераторов для поставки электрической энергии и дополнительных системных услуг. //Никишин К.А., Трошина М.В. Материалы всероссийской научной конференции молодых ученых в 7ми частях. Новосибирск: НГТУ, 2009. Часть 3.
10. Никишин К.А. "Математическая модель технологического и экономического взаимодействия рынков энергии и дополнительных системных услуг" //Ерохин П.М., Никишин К.А., Шубин Н.Г. "Известия ВУЗов. Проблемы энергетики" 2009 № 11-12, стр. 110-114.

ИД №06263 от 12.11.2001г.

Подписано в печать		Формат 60x84 1/16
Бумага типографская	Плоская печать	Усл. печ. л. 1,39
Уч.-изд. л. 1,5	Тираж 120 экз.	Заказ

Редакционно-издательский отдел УГТУ-УПИ  
620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19  
[rio@mail.ustu.ru](mailto:rio@mail.ustu.ru)  
Ризография НИЧ УГТУ-УПИ  
620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19